

ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛООБМЕННЫХ ТРУБ ДЛЯ АЭС. ЗАДАЧИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ТЕПЛООБМЕННЫХ ТРУБ

Канд. техн. наук Ан. В.Серебряков¹, В.В.Мальцев¹, Н.М.Оборотова,
С.А.Ладыгин², С.Б.Прилуков².
Канд. техн. наук Ал. В.Серебряков³.
Канд. техн. наук С.И.Паршаков⁴, канд. техн. наук С.П. Буркин⁴,
докт. техн. наук А.А.Богатов⁴,

1 ОАО «ПНТЗ», Первоуральск
E-mail: Andrey.Serebryakov@pntz.ru
2 ЗАО «Группа ЧТПЗ», Челябинск
3 ООО «Новые технологии труб», Первоуральск
E-mail: ntt@pervouralsk.ru
4 ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, Екатеринбург
E-mail: omd@mtf.ustu.ru

В соответствии с Энергетической стратегией России и расчетными оценками роста спроса на электроэнергию на долгосрочный период определена потребность в новых мощностях атомной энергетики. Эти документы явились основанием для принятия Федеральной целевой

программы «Развития атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года». В соответствии с этой программой к 2015 году предусматривается строительство 10 новых энергоблоков АЭС (рис.1)[1].

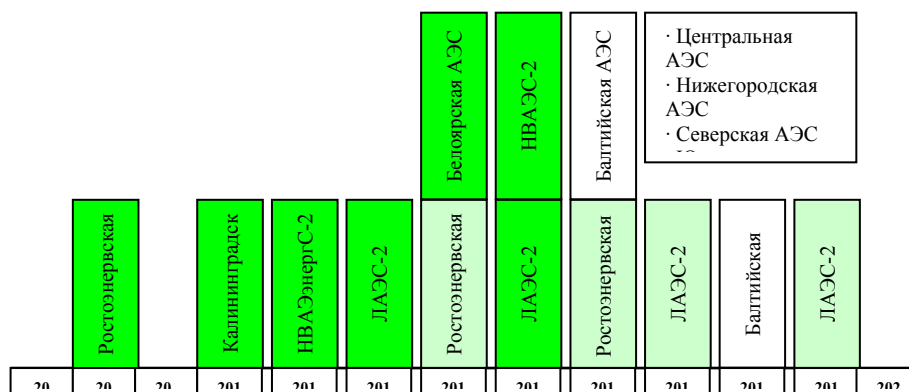


Рис. 1 Сооружение новых энергоблоков в России.

Атомная энергетика России имеет значительный потенциал для своего развития и за счет строительства АЭС за рубежом. Росатом претендует на строительство не менее 25% сооружаемых в мире новых АЭС (рис.2)[2].



Рис. 2 Прогноз сооружения новых АЭС.

Поэтому сегодня главной становится задача создания проекта конкурентоспособной на внутреннем и

внешнем рынках серийной реакторной установки «АЭС-2006», отвечающей мировому уровню по

технико-экономическим показателям и принятым международным энергетическим сообществом критериям безопасности и превышающей эти достигнутые показатели в ранее реализованных проектах АЭС с установками ВВЭР. Высокий уровень безопасности и надежности АЭС является главным условием функционирования атомной энергетики. Проектный срок службы основного оборудования «АЭС-2006» должен составлять 60 лет (вместо прежних 30 лет).[1]

В состав оборудования АЭС входят парогенераторы (Рис.3)- установки для выработки

пара, подаваемого на турбину для выработки электроэнергии за счет тепла, получаемого от первого (реакторного) контура. Работоспособность парогенераторов (ПГ) является одной из важнейших составляющих безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с ВВЭР в течение его срока службы. Парогенераторы являются и наиболее повреждаемым теплообменным оборудованием первого контура энергоблоков АЭС.[3] Это связано, прежде всего, с условиями работы ПГ.

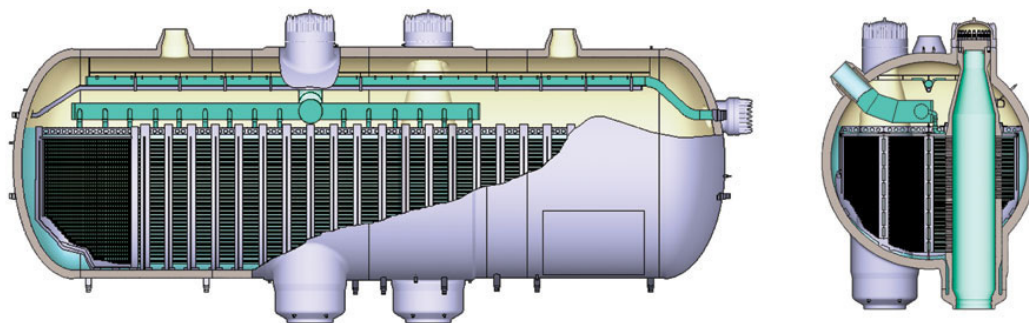


Рис.3 Парогенератор ПГВ1500.

Парогенератор- это зона, где взаимодействуют между собой среды (вода и вода-пар) с разными температурами и скоростями и возникают температурные поля и напряжения. Более того, ПГ- огромный отстойник всего второго контура и конденсата питательного тракта. Сюда направляются прямым путем все загрязнения, которые есть во втором контуре. В ПГ вливается полторы тысячи тонн воды в час, а выливается в двести раз меньше. Все остальное выходит в виде пара. В этих условиях ПГ превращается в настоящую коррозионную машину, где все загрязнения упариваются и концентрируются.[4]

Вместе с тем, и это очень важно, ПГ является барьером (границей) между первым радиоактивным контуром и водопаровой средой, имеющей контакт с окружающим пространством, в связи с чем этот барьер должен быть надежным (плотным).

Теплообменные трубы – один из наиболее ответственных и металлоемких элементов,

определяющих в последние годы фактический срок службы ПГ на АЭС с ВВЭР. Выход их из строя в процессе эксплуатации приводит к длительной остановке всего агрегата и к значительным экономическим убыткам.

Теплообменные трубы в парогенераторе работают в очень жестких условиях:

- давление в первом контуре 16,2 МПа, во втором контуре 7,00 МПа
- температура теплоносителя в реакторе на входе 298,6⁰С, на выходе 329,7⁰С
- паропроизводительность 1654 т/ч.

В процессе эксплуатации ПГ имеет место зарождение и последующее развитие коррозионных дефектов теплообменных труб (ТОТ) парогенератора, что может привести к разгерметизации первого контура реакторной установки.[3]

На рис.4 показан типичный вид наружной поверхности ТОТ после 5-6 лет эксплуатации парогенератора.[5]

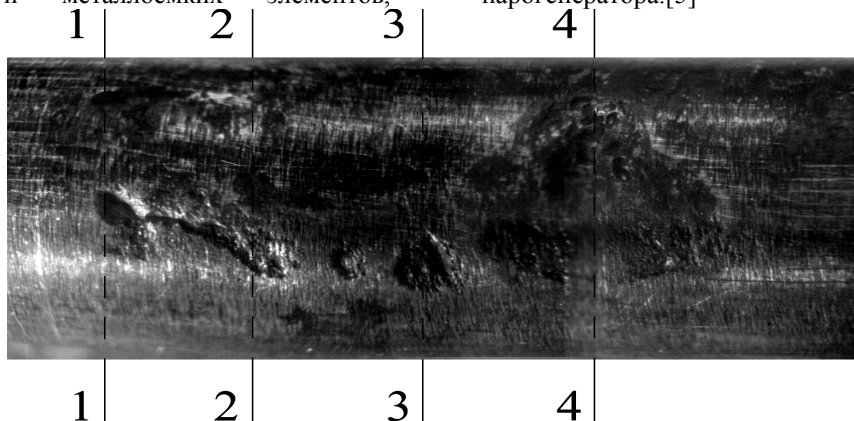


Рис. 4 Поверхность ТОТ с коррозионными дефектами в межрешеточном пространстве . 1-4 – сечения изготовления металлографических шлифов.

Вид дефектов на шлифах, выполненных в сечениях 1 и 2 (см. рис. 4) показан на рис. 5 и 6 соответственно.

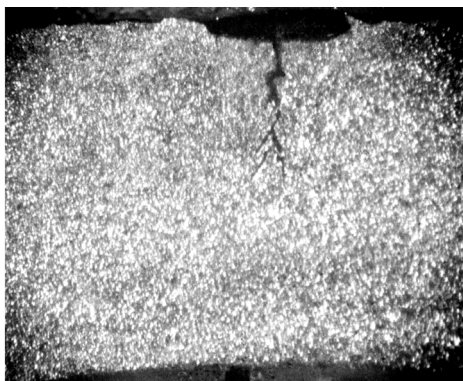


Рис.5 Коррозионные дефекты в сечении 1 (см. рис. 4)

На рис. 5 видна в разрезе глубокая и обширная коррозионная язва, заканчивающаяся разветвленными трещинами. Язва в выбранном сечении распространяется на глубину приблизительно 0,7 мм. Вместе с наиболее глубокой трещиной глубина дефекта составляет в этом сечении ~65 % толщины трубы.

В сечении 2 (см. рис. 6) видна коррозионная язва меньших размеров, с середины которой распространяется глубокая разветвленная трещина. Общая глубина дефекта в этом сечении составляет приблизительно 50 % толщины стенки трубы.

Проведенные материаловедческие исследования образцов поврежденных теплообменных труб ПГ показали, что характерной особенностью всех выявленных дефектов является их расположение на наружной поверхности как на «свободном участке»,

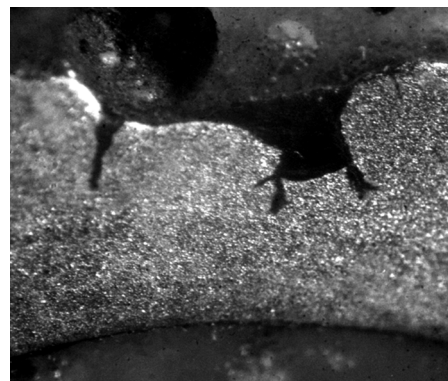


Рис.6 Характер дефекта в сечении 2 (см. рис 4)

так и «под дистанцирующими решетками». На «свободных участках», в соответствии с ГОСТ 9.908-85, наблюдаются следующие основные типы эксплуатационных коррозионных повреждений теплообменных труб ПГ АЭС с ВВЭР (Рис. 7) [6]:

- коррозионные язвы (повреждение, глубина которого приблизительно равна ширине);
- одиночные коррозионные трещины (повреждение, характеризуемое образованием глубокой, ветвистой трещины, широкой вблизи поверхности);
- коррозионные питтинги (повреждение, глубина которого значительно больше ширины);
- коррозионные пятна (повреждение, имеющее малую глубину и большую площадь).

На рис.7 представлено схематичное изображение основных типов повреждений.

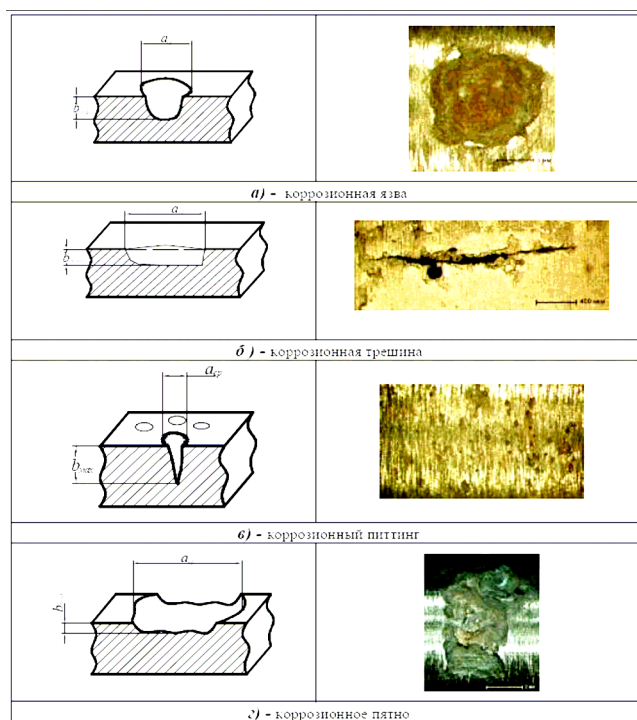


Рис. 7. Схематичные и реальные изображения основных типов дефектов.

Кроме того, встречаются скопления однотипных вышеуказанных коррозионных повреждений, а также их взаимное сочетание. Среди различных сочетаний коррозионных повреждений наиболее часто встречаются язвы с трещиной.

Объединение нескольких дефектов может приводить к образованию единой трещины критического размера, раскрытие которой приводит

к разрыву теплообменной трубы и влечет за собой выход теплоносителя из первого контура во второй со значительным расходом. На рис.8 показан пример вырезанного дефектного участка теплообменной трубы.[7]



Рис. 8 - Внешний вид дефекта теплообменной трубы.

Геометрические размеры трещины - длина 73 мм, максимальное раскрытие до 2,3 мм; перемычки металла в трещине говорят о том, что три независимые трещины слились в одну.

Оценка динамики зарождения и развития дефектов на теплообменных трубах горизонтальных парогенераторов типа ПГВ в составе реакторных установок ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 приведена в работе [8]. Для зарождения и роста коррозионных процессов необходимо одновременное воздействие следующих факторов:

- Наличие поверхностных дефектов в виде рисок, вмятин и т.п.;

- Наличие напряжений в трубе;

- Наличие отложений на поверхности трубы .

На поверхности труб всегда присутствуют дефекты, обусловленные способом производства, и являющиеся допустимыми в соответствии с нормативной документацией на трубы. Например, на рис.9 показан типичный вид наружной поверхности теплообменных труб после шлифовки, а на рис.10 -вид внутренней поверхности после операции опескоструивания и электрохимической полировки.[9]

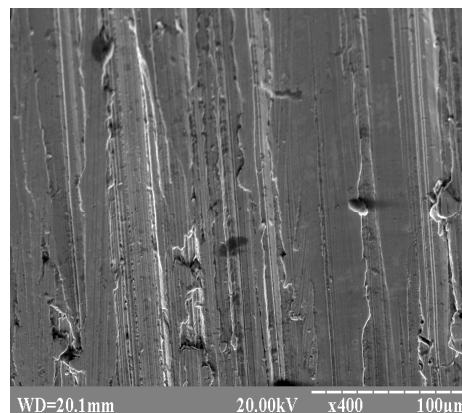
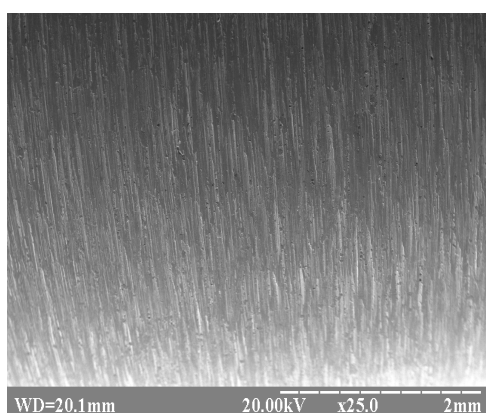


Рис. 9 Вид наружной поверхности труб после шлифовки.

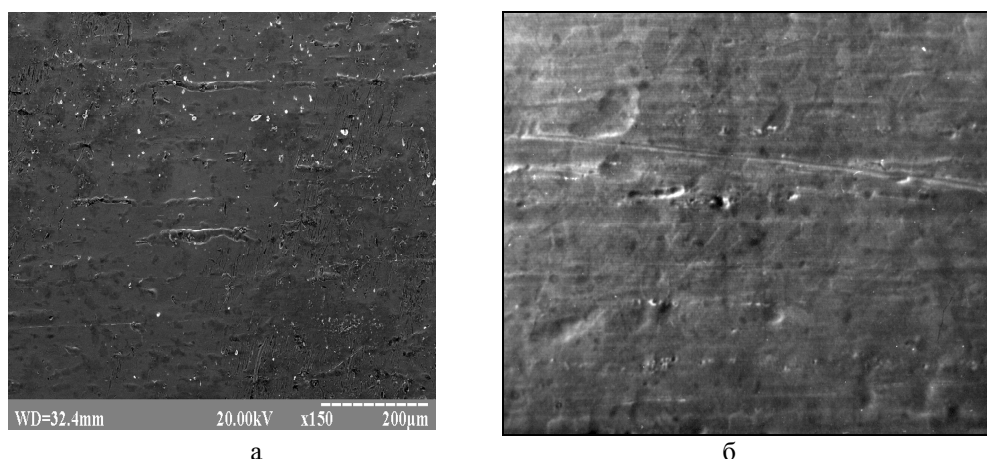


Рис. 10 Вид внутренней поверхности теплообменных труб после
а) операции пескоструивания;
б) после операции многократной электрохимической полировки.

При нормальной работе парогенератора в поперечном сечении стенки теплообменной трубы возникают напряжения, которые являются суммой рабочих напряжений от действия перепада давления между первым и вторым контурами, термических напряжений возникающих от разности температурного расширения внутренней и наружной стенки теплообменной трубы,

остаточных напряжений, связанных с технологией изготовления труб (Рис.11). Остаточные напряжения могут быть как растягивающими, так и сжимающими и зависят от параметров правки и шлифовки.[8]

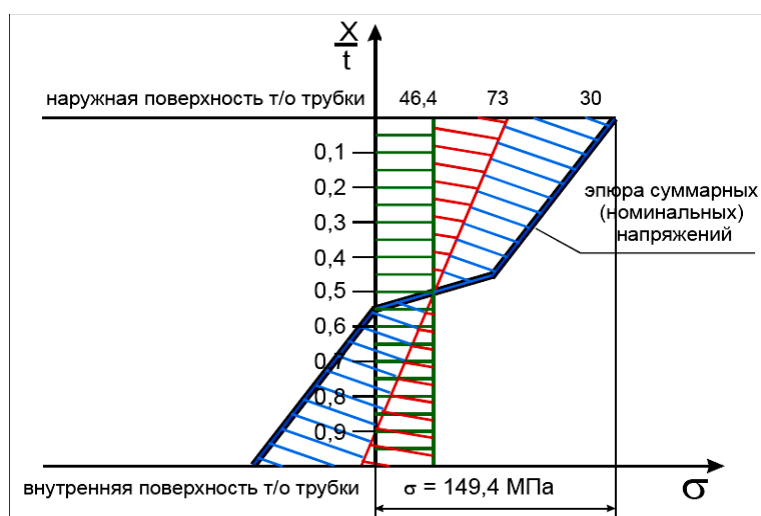


Рис.11. Эпюра суммарных напряжений, действующих по толщине теплообменной трубки при нормальной работе парогенератора.

На рисунке 12 приведена схема образования отложений и роста питтинга на наружной поверхности теплообменной трубы. Как показывает практика, трубы в парогенераторах выходят из строя вследствие образования нерастворимых отложений шлама на поверхности трубы, в первую очередь, на дефектах поверхности и в локальных зонах перегрева. По мере роста отложений шлама, под ними начинают концентрироваться

растворимые соли, которые при достижении определенной концентрации могут вызывать коррозионное растрескивание [8]. Одной из причин образования локальных зон перегрева является наличие продольной и поперечной разностенности труб теплообменников, что приводит к различию условий теплопередачи и, как следствие, к неустойчивости паровой рубашки.

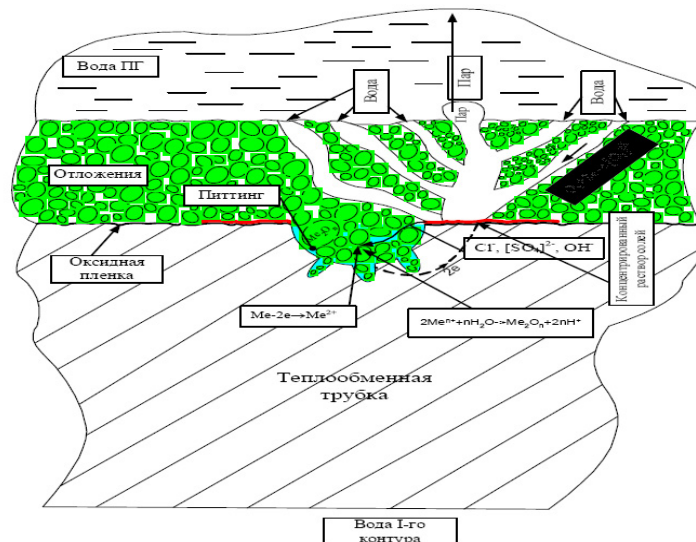


Рис.12 Механизм образования коррозионной трещины.

Таким образом, для увеличения срока эксплуатации парогенератора необходимо обеспечить высокое качество поверхности,

высокую точность и стабильность размеров теплообменных труб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кириенко С.В. Развитие российской атомной отрасли. АТОМЭКСПО 2009, Москва, 26мая 2009. Государственная корпорация атомной энергии «РОСАТОМ».
2. Иванов Т. АСЭ сегодня. Новые рынки, новые решения. Международная выставка-конгресс. АТОМЭКСПО. Москва, май 26-28, 2009г.
3. Немытов Д.С. Влияние эксплуатационных и конструкционных факторов на ресурс теплообменных труб парогенераторов АЭС с ВВЭР-1000. Автореферат диссер-
4. тации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2009.
5. Давиденко С.Е., Трунов Н.Б., Григорьев В.А., Брыков С.И., Попадчук В.С. Работоспособность теплообменных труб и управление ресурсом парогенераторов АЭС с ВВЭР. 7-ой международный семинар по горизонтальным парогенераторам, ФГПУ ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 3-5 октября 2006.
6. Неклюдов И.М., Ожигов Л.С., Митрофанов А.С., Гоженко С.В. ИФТТМТ ННЦ ХФТИ, г. Харьков, Украина. Пыжный В.М. ОП ЗАЭС, г. Энергодар, Украина. Феофентов Н.А., Бажуков А.В., Мельник П.Е. ОП ЮУ АЭС, г. Южноукраинск, Украина. Коррозионные повреждения теплообменных труб парогенераторов южно-украинской АЭС.

7. Бакиров М.Б., Клещук С.М., Чубаров С.В., Немытов Д.С, Трунов Н.Б., Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф. Разработка атласа дефектов теплообменных труб парогенераторов АЭС с ВВЭР. 7-ой международный семинар по горизонтальным парогенераторам, ФГПУ ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 3-5 октября 2006.

8. Жбанников В.В., Бризицкий В.М., Барабаш К.Г. Аварийное отключение ЗПГ-4 Нововоронежской атомной станции в связи с образованием трещины на трубке, динамика переходного процесса и способ перевода ПГ и РУ в безопасное состояние.

9. 7-ой международный семинар по горизонтальным парогенераторам, ФГПУ ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 3-5 октября 2006.

10. Карзов Г.П., Суворов С.А., Федорова В.А., Филиппов А.В., Трунов Н.Б., Попадчук В.С., Жуков Р.Ю. Оценка динамики зарождения и развития повреждений теплообменных труб парогенераторов типа ПГВ-1000 в рабочих режимах. . 7-ой международный семинар по горизонтальным парогенераторам, ФГПУ ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 3-5 октября 2006.

11. Буряк Т.Н., Вахрушева В.С., Тараненко А.А. Формирование качественной поверхности труб из коррозионностойких сталей и сплавов. Сталь, №8, 2009, с.57-60.